

УДК 665.63

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ПЕРЕГОНКИ НЕФТИ НА НПЗ ПУТЕМ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ОПТИМАЛЬНОГО СМЕШЕНИЯ СЫРЬЯ (ОБЗОР)

© 2020 г. Е. А. Чернышева¹, *, И. В. Пискунов¹, В. М. Капустин¹

¹Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
Москва, 119991 Россия

*E-mail: elenchernysheva@mail.ru

Поступила в редакцию 07.08.2019 г.

После доработки 04.09.2019 г.

Принята к публикации 06.09.2019 г.

В статье приводятся современные представления о нефтях и нефтепродуктах, как о нефтяных дисперсных системах, а также о связанных с этим возможностях оптимизации технологических процессов нефтепереработки. За счет оптимального смешения компонентов можно получить прирост выхода целевых продуктов в процессах первичной и вторичной переработки нефтяного сырья. Показаны примеры увеличения выхода дистиллятных фракций при перегонке смесового сырья оптимального состава.

Ключевые слова: нефтяные дисперсные системы, межмолекулярные взаимодействия, перегонка нефти, смешение

DOI: 10.31857/S0028242120010050

Повышение глубины переработки нефти, оптимизация технико-экономических показателей НПЗ и снижение вредного воздействия на окружающую среду являются ключевыми задачами отечественной нефтеперерабатывающей отрасли.

В период экономического кризиса повышается интерес к способам, позволяющим решать эти задачи без существенных затрат и в краткосрочной перспективе. Одним из таких вариантов является оптимизация ассортимента сырья с использованием рыночных инструментов, которая достигается за счет смешения – как нефти разных сортов, так и полуфабрикатов. Неотъемлемым аспектом такой работы должен быть анализ происходящих при этом фактических изменений в нефтяной системе и их влияния на процессы переработки.

Для нефтяных систем, как и многих других природных объектов, характерна нелинейная зависимость изменения свойств, обусловленная комплексным влиянием внешних параметров. Это значительно усложняет моделирование процессов, но именно благодаря учету этих закономерностей можно кардинально улучшить их целевые показатели за счет достижения синергетических эффектов.

Использование принципов физико-химической механики нефтяных дисперсных систем,

разработанной академиком П.А. Ребиндером и развитой З.И. Сюняевым и его школой применительно к технологическим процессам [1–5], позволяет существенно повысить экономическую эффективность НПЗ, а некоторые даже вывести на безубыточность. Поскольку особенности дисперсной структуры сырья в промышленных условиях редко учитываются в полной мере, научный подход имеет высокий потенциал, например, увеличения выхода продуктов в процессах первичной и вторичной переработки нефти и улучшения качества товарных продуктов. Путем комплексного воздействия на нефтяное сырье – изменения его состава смешением, подбора оптимальной температуры, давления и других условий, волновой обработки и т.д., можно регулировать процесс фазовых переходов и структурообразования в системе в требуемом направлении. Эволюционным развитием этого подхода стала разработка технологий “тонкого” воздействия на высокомолекулярные соединения [6, 7].

По результатам проведенных ранее экспериментальных работ выявлены закономерности изменения свойств нефтяного сырья при смешении с компонентами и добавками различной химической природы или при регулировании величины внешних воздействий. Это заложило основу научной теории нефтяных дисперсных систем, позволяющей объяснить механизмы происходящих

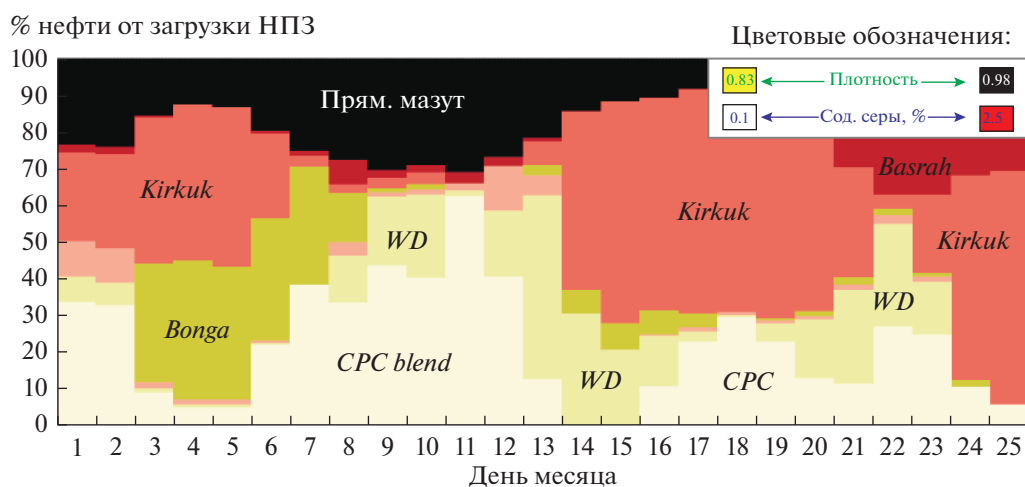


Рис. 1. Пример ежедневного колебания ассортимента перерабатываемых нефтей на НПЗ.

явлений, установить критерии достижения активированного состояния и разработать принципы повышения эффективности процессов.

Однако, не существует однозначных математических зависимостей, связывающих свойства, состав и структуру нефтяных систем в разных условиях. Это затрудняет их точное прогнозирование и требует проведения глубокого анализа с наработкой расширенной базы данных и использованием современных методов обработки многомерных данных.

ОПТИМИЗАЦИЯ НПЗ ПУТЕМ СМЕШЕНИЯ СЫРЬЯ

Один из способов реагирования на изменения на рынке нефти и нефтепродуктов – корректировка загрузки НПЗ. Ее снижение в период низкой маржи повышает эффективность переработки за счет более рациональной загрузки первичных и вторичных процессов и сокращения доли темных продуктов.

Более эффективным способом оптимизации переработки является снижение расходов на закупку нефти, составляющих до 85–95% от всех затрат НПЗ [10, 11]. Для завода, имеющего доступ к различным сортам нефти и полуфабрикатов с рынка, а также высокий уровень технологической и логистической гибкости можно проводить оптимизацию ассортимента сырья [12, 13], адаптируя его к изменению ценовой конъюнктуры. При этом в ряде случаев ежедневная пересортица ассортимента марок нефтей может быть очень существенной (рис. 1) [14], суточные колебания по выходу светлых фракций могут достигать 5–7% [15].

Существенно повысить экономическую эффективность НПЗ можно за счет переработки нетрадиционных нефтей (“opportunity crudes”), на-

пример Vasconia, RasGharib, Maya и др. [10–24]. Как правило, такие нефти продаются с весомой ценовой скидкой, так как требуют повышенного контроля при транспортировке и переработке. В связи с высоким содержанием асфальтенов, серы, металлов [11], большой плотностью или кислотностью [20], нестабильностью состава и т.д. их переработка в чистом виде невозможна и требует разбавления легкими сортами до их содержания в нефтяной смеси количестве 20–25% [25]. Альтернативным способом переработки нетрадиционных и тяжелых нефтей является коксование с последующей гидроочисткой продуктов [17], газификация тяжелого остатка [11] или экстракционная очистка вакуумных газойлей и мазутов, полученных из сырья с высоким содержанием асфальтенов [26].

Другим перспективным видом сырья являются синтетические нефти, разбавленные битумы и сланцевая нефть, например EagleFord, Atabasca. Однако их переработка осложнена высоким содержанием в них остатка и тяжелого газойля, повышенной кислотностью, высоким содержанием ароматических углеводородов в дистиллятах и т.д. (см. табл. 1).

Переработка западно-канадских осадочных нефтей (WCSB) осложнена высоким содержанием нестабильных асфальтенов, хлоридов и нефтяных кислот, обуславливающих их высокую коррозионную активность и склонность к образованию эмульсий, загрязнению теплообменников и трубчаток печей [19].

Для оценки эффективности переработки нефтей и полуфабрикатов, расчета оптимальной загрузки завода, а также ассортимента вырабатываемых продуктов в действующих рыночных условиях и производственно-экономического планирования НПЗ успешно применяются специали-

Таблица 1. Ограничения НПЗ по переработке нестандартных нефтей [21]

Продукт	Ограничение для переработки	Способы устранения ограничений
Разбавленный битум DilBit	Повышенное содержание серы, остатка, асфальтенов и высокое кислотное число	Повышение мощности процессов коксования и гидроочистки, смешение нефтей
Синтетический битум SynBit	Высокое содержание вакуумного газойля, серы, асфальта, высокое кислотное число	Повышение мощности процессов каталитического крекинга (КК), гидроочистки (ГО), смешение нефтей
Синтетические нефти (мало-сернистые, легкие) – SCO	Высокое содержание вакуумного газойля и дистиллятов, ароматики в дизельном топливе	Гидрокрекинг, гидрирование

зированные программы, основанные на принципах линейного программирования (LP) – RPMS от Honeywell, PIMS от Aspentech, Haverly и др. [27–30]. Они позволяют определить оптимальный по экономике и осуществимый с точки зрения технологии усредненный ассортимент сырья и продуктов, например на месяц. Внедрение систем календарного планирования (например, Orion) позволяет рассчитать детальный план по переработке нефтей, их размещение в резервуарном парке и смешение с учетом графика поставки сырья, доступности резервуаров, состояния оборудования и т.д. для обеспечения бесперебойной и равномерной работы НПЗ.

Однако применение этих программ не позволяет в полной мере учесть и устранить все возможные технологические нюансы, происходящие при переработке смесового сырья различного состава. Прежде всего, это относится к проблемам несовместимости компонентов, которые могут проявляться в форме их расслоения на фазы и выпадения осадка, приводить к ухудшению работы установок, их внеплановым остановам в результате загрязнения внутренних устройств (блока ЭЛОУ, пучков труб теплообменников, тарелок и насадок в ректификационных колоннах). Как правило, эти проблемы проявляются уже в форме последствий. В дальнейшем они могут учитываться путем внесения дополнительных ограничений при планировании, либо решаться оперативным персоналом по факту, или же остаться без внимания. Все эти проблемы ограничивают переработку тяжелых нефтей и снижают ее маржу [15].

Таким образом, можно отметить, что актуальность вопросов смешения нефтей и нефтепродуктов, сложность прогнозирования их свойств, серьезность последствий несовместимости компонентов в такой крупнотоннажной отрасли промышленности как нефтепереработка требует проведения детальных исследований. Ответы на эти вопросы можно найти, рассматривая нефтяные системы как сложные полидисперсные системы с неаддитивным характером изменения

свойств при смешении и других видах внешнего воздействия.

НЕФТЬ КАК МНОГОФАЗНАЯ ДИСПЕРСНАЯ СИСТЕМА

Нефть – сложная многокомпонентная система, образованная смесью из более 1000 различных веществ – низкомолекулярных и высокомолекулярных, углеводородных, гетероорганических и неорганических соединений. Упрощенный подход предполагает, что нефти имеют строение молекулярных растворов, для описания которых применимы правила аддитивности и классические физические законы – Рауля–Дальтона, Ньютона, Генри и т.д. Однако, наряду с известными состояниями – однородный молекулярный раствор и многокомпонентная система с развитыми макрофазами – у нефти обнаружено качественно другое переходное состояние – дисперсное. Оно появляется на этапе превращения одного состояния в другое в результате фазовых переходов или химических реакций в технологических процессах, а также при изменении внешних условий, имеет промежуточную структуру и аномальные свойства. В связи с тем, что у наноразмерных частиц (1–100 нм) доля молекул на границе раздела фаз велика, поверхностные явления оказывают большое влияние на свойства системы и делают их чувствительными к воздействиям [2–4, 8].

В этом переходном состоянии нефтяная система представляет собой сложную систему из микрочастиц новой фазы (дисперсная фаза), распределенных в молекулярном растворе (дисперсионной среде). Изучение этих систем, названных нефтяными дисперсными системами (НДС), проводится на стыке нескольких наук – коллоидной, физической, органической химии, химии нефти и заключается в выявлении взаимосвязи между составом системы, ее структурой (дисперсностью фазовых частиц), интенсивностью сил межмолекулярного взаимодействия и свойствами (физико-химическими, технологическими, экс-

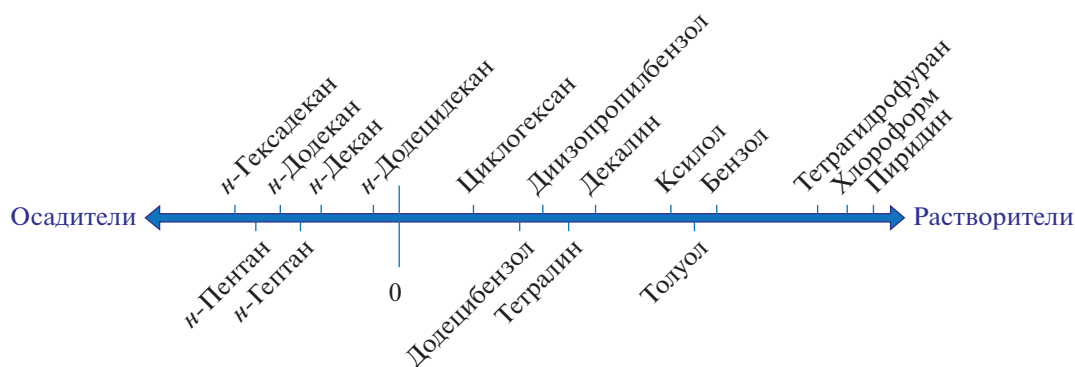


Рис. 2. Шкала растворителей асфальтенов по Хотьеру [40].

плуатационными), а также изучении эффективных способов их регулирования.

Представления о строении НДС были впервые озвучены на V Всесоюзной конференции по коллоидной химии в 1971 г. Эта идея была развита профессором З.И. Сюняевым и продолжена в работах О.Ф. Глаголевой, Е.А. Чернышевой, В.М. Капустина, Р.З. Сафиевой, Р.З. Сюняева, Б.П. Туманяна, А.А. Гуреева, Н.А. Пивоваровой, Дж. Спейса, Ф.Г. Унгера и последователей [3–5, 9, 31–44].

Как известно, соединения нефти различаются по свойствам, склонности к межмолекулярным взаимодействиям и ассоциатообразованию, и в соответствии со строением молекул подразделяются на алкановые, ароматические, циклоалкановые, гетероорганические и смешанные гибридные соединения.

Распространенным методом определения группового состава нефти является SARA-анализ, основанный на различии их растворимости и полярности. Его преимуществом является простота проведения анализа, однако отмечено что даже в условиях одной лаборатории применение этого анализа не гарантирует получения воспроизводимых результатов [38, 40].

Использование хроматографа “Градиент-М”, основанного на принципе высокоэффективной жидкостной адсорбционной хроматографии (ВЭЖХ) с градиентным вытеснением на силикагеле позволяет определить 7 групп соединений в нефти: парафино-нафтеновые, моно-, би- и полициклические, неполярные и полярные смолы, асфальтены [44].

Смолисто-асфальтеновые вещества (САВ) — типичные высокомолекулярные компоненты. Содержаться в нефти до 35–40%, в природных битумах до 75% [3]. Представляют собой гибридные макромолекулы из фрагментов моно- и полициклических ядер с заместителями различной длины, а также гетероорганическими атомами. Согласно гипотезе происхождения, это фрагменты керогена, претерпевшие трансформации в

процессе образования нефти [33]. Большое число реакционных центров обуславливает их высокую химическую активность, полярность, парамагнетизм и склонность к межмолекулярным взаимодействиям, в частности между парамагнитными и спин-поляризованными молекулами, что приводит к их агрегированию [43, 46].

В работе [47] показано, что растворяющая способность для *n*-парафиновых углеводородов по отношению к САВ в ряду C_5 – C_{16} имеет экстремальный характер, с минимумом для C_8 – C_{10} . Хотьером [40] предложена шкала углеводородов по их способности растворять либо осаждать асфальтены (рис. 2).

Содержание асфальтенов в нефти в среднем составляет 3–4% [48]. Их молекулы по сравнению со смолами характеризуются более высоким содержанием свободных радикалов с неспаренными электронами, имеют более сложные рентгеноструктурные характеристики (рис. 3) [49].

В связи с невозможностью установления точной структуры, для описания асфальтенов приняты модельные типы молекул — А1 — “Континент” и А2 — “Архипелаг” (рис. 4) [51].

Асфальтены типа А2 “Архипелаг” можно выделить фракционированием растворителями. Они растворимы в толуоле до 59 г/л, частично в *n*-алканах [48], характеризуются “рыхлой” структурой из нескольких ароматических колец, связанных между собой короткими алифатическими цепями, отличаются подвижностью и гибкостью. Имея поверхностно-активные свойства, подобно смолам оказывают стабилизирующее и пептизирующее влияние на молекулы типа А1 — полярные и гибкие молекулы проникают в “щели” асфальтеновых агрегатов, адсорбируясь на поверхности с образованием соляватных оболочек и помогая диспергированию их агрегатов [38]. Играют роль “терминаторов” агрегирования [54], прекращая его благодаря низкой концентрации активных центров.

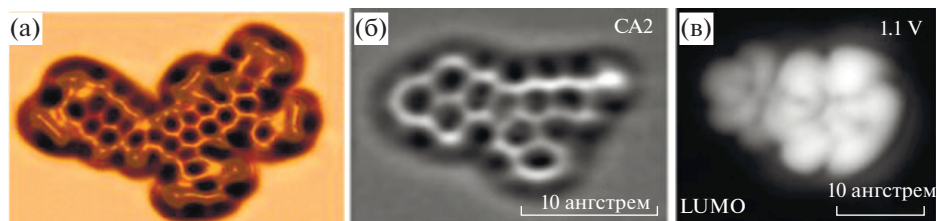


Рис. 3. Фотографии молекул асфальтенов, полученные атомно-силовой микроскопией (а, б) и сканирующей туннельной микроскопией (в) [49–51].



Рис. 4. Модельные молекулы асфальтенов: А1 “Континент” и А2 “Архипелаг” [51].

Асфальтены типа А1 “Континент” ограниченно растворимы в толуоле (не более 93–100 мл/л [48]), отличаются более жесткой и плоской структурой молекулы, состоящей из конденсированных 8–10 ароматических колец (ядра), окруженных алифатической периферией. Имея большую ароматичность и полярность, выпадают первыми при добавлении *n*-алканов, имеют высокую диэлектрическую проницаемость и дипольный момент, дают большой выход кокса при прокаливании. Благодаря высокому содержанию свободных радикалов склонны к ассоциации с образованием пачечных структур. Рост содержания асфальтенов А1 приводит к снижению устойчивости нефтяной системы [9]. Они играют роль “пропагаторов” агрегирования [54], за счет наличия нескольких активных центров склонны усиливать ассоциатообразование.

В зависимости от условий и состава асфальтены могут быть в растворенной, коллоидно-дисперсной форме или в виде макрофазы. При низких концентрациях (до 5–10 мг/л) имеют молекулярное состояние в виде мономеров. При повышении концентрации до 0.1–0.15 мг/л образуются нанокolloидные частицы – ассоциаты.

По данным Ф.Г. Унгера [43], ассоциаты нефтяных дисперсных систем могут подразделяются на два типа: “onionskin” – “луковая чешуя” и “platetoplate” – “тарелка к тарелке”. Первый тип имеет центрально-симметричное строение и характерен для сырых нефтей, обладает стабильностью и аморфностью. Второй тип преобладает в продуктах термической обработки и наблюдается методами рентгеноструктурного анализа. Этот

тип лежит в основе модели строения асфальтенов по Йену [2, 3, 34].

При большем содержании асфальтенов они объединяются во вторичные ассоциаты, которые могут находиться в кинетически устойчивом и неустойчивом состояниях. Дестабилизированные агрегаты асфальтенов образуют кластеры [35] и затем выпадают в виде рыхлых фрактальных объектов, а при большей концентрации – в виде плотных малопроницаемых структур – “гроздь”, “глобулы”, коацерваты с частицами до 2 мкм [2].

Экспериментально обнаружено, что переход асфальтенов из одной формы в другую происходит при определенных концентрациях и температурах, соответствующих областям различных нафаз (рис. 5) [34, 55, 56].

В состав нефти также входят различные микроэлементы, металлы (V, Ni, Fe), галогены и др. в форме солей органических кислот, элементарноорганических соединений и хелатных комплексов [3, 57]. Также может присутствовать вода в форме эмульсий. Ее регламентное содержание в нефти для НПЗ по ГОСТ Р 51858 не должно превышать 0.5% [8].

Все эти соединения при определенных совокупностях состава и внешних условий могут находиться в различных агрегатных состояниях (газообразном, жидком и твердом), быть растворены в системе в виде молекулярного раствора или находится в гетерогенной форме – в виде отдельной макрофазы, либо в виде НДС – в составе дисперсионной среды или дисперсной фазы. Силы межмолекулярного взаимодействия придают НДС свойства полидисперсных лабильных динамически-равновесных смесей, имеющих и индивидуальные молекулы и полимолекулярные ассоциа-

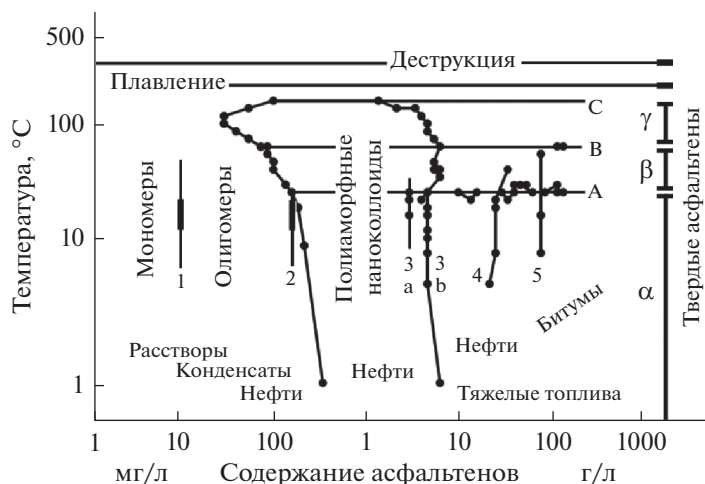


Рис. 5. Фазовая диаграмма нанокolloидов асфальтенов [55].

ты разного уровня сложности вплоть до пачечных квазикристаллов и крупных полимицеллярных агрегатов [58].

По степени дисперсности системы классифицируют на грубодисперсные (>10 мкм), микрогетерогенные (0.1–10 мкм) и ультрамикрогетерогенные (1–100 нм) [59]. По степени растворимости на лиофобные и лиофильные. Леофобные системы термодинамически неустойчивы и их стабилизация возможна только благодаря адсорбции на границе раздела фаз поверхностно-активных компонентов и образования “сложной структурной единицы” (ССЕ) [2]. ССЕ – сферическая частица, состоящая из ядра, окруженного адсорбционно-сольватным слоем, способная к самостоятельному существованию. В состав ССЕ могут входить любые соединения, при этом в ядре концентрируются наиболее склонные к взаимодействию молекулы, потенциал которого снижается по мере удаления от центра к периферии [2–4].

При низких температурах основой дисперсной фазы могут стать твердые кристаллы высокомолекулярных *n*-алканов, которые могут сосуществовать с асфальтенами [4]. При высоких температурах ($>400^\circ\text{C}$) возможно образование необратимых частиц из продуктов термической деструкции и поликонденсации САВ – карбенов и карбонидов. Возможно также формирование НДС из паровых пузырьков, возникающих при испарении углеводородов, и газовых пузырьков из продуктов деструкции молекул. В этом случае ядро ССЕ образовано легкими углеводородами и окружается сольватным слоем из ВМС [2].

В светлых продуктах обнаружены мицеллярные структуры, образованные молекулами смол, продуктов окисления и присадок [60–62].

Дисперсное строение также имеют топливные эмульсии [63] и суспензии [52, 64], водонефтяные эмульсии [65, 66], битумные эмульсии [67] и др.

Таким образом, НДС представляет собой сложную полигетерогенную систему, соединения которой находятся в динамическом равновесии между различными фазами. Баланс сил межмолекулярного взаимодействия и степень ассоциации молекул определяет отклонение свойств системы от модели идеальной жидкости и аддитивных зависимостей

НЕЛИНЕЙНОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ

Практически все этапы транспорта, переработки нефти и производства товарных нефтепродуктов сопровождаются различными видами смешения – различных нефтей и добавок, полуфабрикатов, а также компонентов товарных нефтепродуктов и присадок. Основная проблема смешения связана с нелинейным и неаддитивным характером изменения свойств. Представления о нефти и нефтепродуктах как о дисперсных системах во многом проясняют и позволяют прогнозировать их поведение и пути интенсификации процессов. Благодаря учету этих зависимостей можно уменьшить ошибки в технологических расчетах по действующим и проектируемым объектам НПЗ, что особо актуально в настоящее время [68].

Многокомпонентность нефтяных систем и их неоднородность вызывает появление избыточной энергии Гиббса. Для ее компенсации молекулы стремятся к самоорганизации и объединению в ассоциаты, что в ряде случаев приводит к расслоению системы на фазы и выпадению осадка [2, 69, 70]. Образование дисперсных частиц и фазовые переходы могут происходить скачкообразно даже при малом изменении усло-

вия (температуры, давления, смешения, действия полей), вызывая существенное изменение физико-химических и дисперсных свойств [71]. Под действием внешних факторов система может потерять равновесие и перейти в состояние “неравномерных колебаний” параметров [5].

Важной особенностью НДС является “структурная память”, благодаря которой система может находиться долгое время в метастабильном состоянии, характеристики которого определяются условиями предшествующего воздействия [72]. В соответствии с принципами синергетического подхода И. Пригожина, нефти можно рассматривать, как открытые системы, относящиеся к “мягким” объектам, состояние которых определяется совокупным влиянием сил внутреннего взаимодействия и дезинтегрирующих факторов – стремления к хаосу [73].

Многие свойства НДС зависят от степени ее структурированности и дисперсности, например кинематическая и динамическая вязкость, устойчивость к расслоению, константы равновесия, коэффициент поверхностного натяжения, структурно-механическая прочность, давление насыщенных паров и др.

В наибольшей степени нелинейный характер изменения свойств при смешении проявляется для сильно различающихся по свойствам компонентов с высоким содержанием поверхностно-активных веществ. Графики изменения их свойств имеют характерные скачкообразные колебания [5]. Смешение близких по свойствам нефтей вызывает равномерное чередование пиков на этих графиках. Увеличение числа компонентов в смеси выравнивает экстремумы, приближая зависимости к аддитивным, делая линейный подход применимым [74, 76].

В общем виде энергетическое состояние реальных систем можно описать свободной энергией Гиббса с поправкой на активность компонентов, т.е. данная зависимость описывает вклад избыточной энергии межмолекулярных взаимодействий:

$$G_{p+} \sum (x_i G_i^0 + RTx_i \ln x_i) + \sum RTx_i \ln \gamma_i,$$

где G_i^0 – значение энергии Гиббса компонентов при стандартных условиях, x_i – мольные доли, γ_i – коэффициенты активности [74]. Функция энергии Гиббса изменяется полиэкстремально, при этом возможно появление как положительных, так и отрицательных синергетических эффектов.

Многие существующие методы расчета параметров систем при смешении не учитывают полиэкстремального характера их изменения. Например, стандартная формула плотности смеси исходит из принципа аддитивности:

$$\rho_{см} = x_1 \rho_1 + x_2 \rho_2 + \dots + x_i \rho_i.$$

Однако при смешении веществ различной химической природы плотность может отклоняться от расчетной величины в положительную или отрицательную сторону в зависимости от “упаковки” молекул в получаемом компаунде.

При смешении нефтепродуктов, существенно различающихся по плотности, возможно проявление эффекта “потери объема при смешении”. В соответствии с документом API MPMS 12.3, 1996 [75] при разнице в плотности компонентов более чем на 40 кг/м³ необходимо вводить поправку на изменение объема [55]:

$$S(\%) + 2.69 \times 10^4 C (100 - C)^{0.819} \left(\frac{1}{\rho_L} - \frac{1}{\rho_H} \right)^{2.28},$$

где C – концентрация компонента, об. %; ρ_L, ρ_H – плотности компонентов, кг/м³.

Вязкость нефтепродуктов обусловлена взаимодействиями между единицами вязкого течения. Появление дисперсной структуры усиливает неньютоновский характер зависимости вязкости от скорости сдвига. Параметры вязкого течения зависят от строения, состава и размеров фазовых частиц, вследствие чего характер изменения вязкостных показателей отражает совокупность структурных изменений, происходящих в системе при воздействии, например, смешении [5].

Для расчета кинематической вязкости смесей разработано множество математических моделей – Вальтера, Аррениуса, Бингама, Кенделла, Монро и т.д. [76, 77]. Наиболее широко используется формула Вальтера, предполагающая аддитивность двойных логарифмов вязкости компонентов:

$$\lg \lg(v_{см} + c) = \sum x_i \lg \lg(v_i + c), \text{ где } c = 0.7 - 0.8.$$

Отклонения вязкости, полученной экспериментально, от расчетных значений могут быть значительными, что обусловлено ее высокой чувствительностью к изменению коллоидной структуры нефти, в результате чего традиционные математические модели на практике часто оказываются неэффективны [76–83]. В ряде случаев эта проблема может быть решена уточнением коэффициентов в уравнении Вальтера или использованием условных индексов – “вязкости смешения” и др. [80, 82].

Для смеси тяжелой нефти с углекислым газом в сверхкритическом состоянии хорошие результаты получены с уравнением Ледерера [85]:

$$\ln \mu_m = X_0 \ln(\mu_0) + X_s \ln(\mu_s),$$

где $X_s = V_s / (\alpha V_0 + V_s)$; $X_0 = 1 - X_s$; α – эмпирический параметр.

В статье [77] представлен обширный обзор существующих моделей прогнозирования вязкости нефтей. По 1500 фактическим точкам с помощью

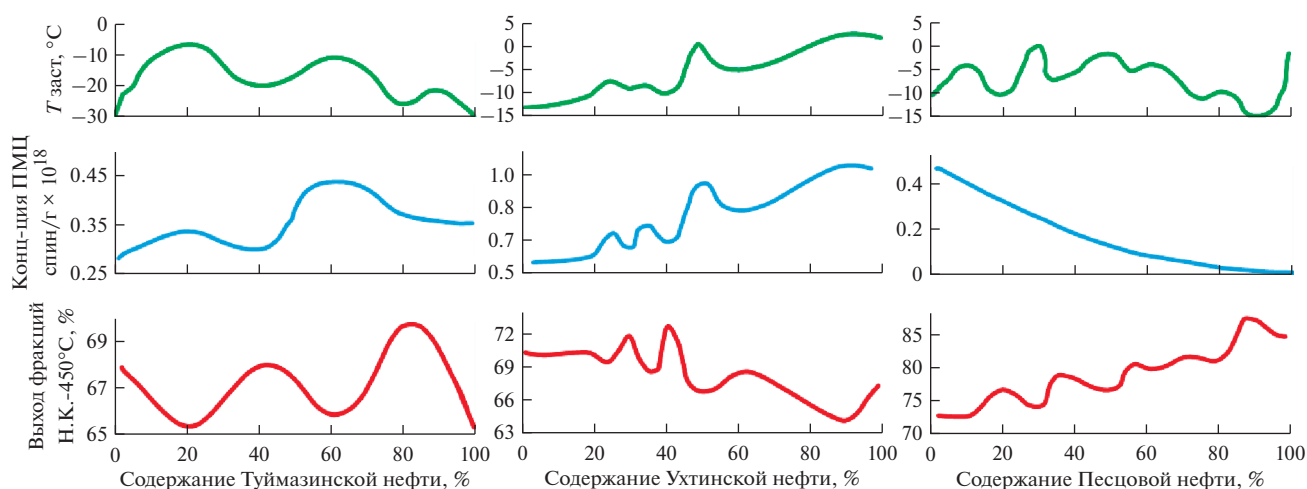


Рис. 6. Изменение свойств различных нефтей при смешении [5].

алгоритма LSSVM получены модели расчета вязкости через $^{\circ}\text{API}$ и температуру.

Альтернативным методом оценки является математическая обработка с использованием искусственных нейронных сетей (ANN), при котором компаунд рассматривается как “черная коробка”, на примере которого программа обучается выявлять корреляции между составом смесей и их свойствами [86–88].

Аддитивный подход часто применяется и для расчета других свойств при смешении, описываемым в общем виде уравнением:

$$X_{\text{см}} = (Y_1V_1 + \dots + Y_iV_i)/(V_1 + \dots + V_i),$$

или $Z_{\text{см}} = (Z_1M_1 + \dots + Z_iM_i)/(M_1 + \dots + M_i).$

При этом если анализируемый параметр оказывает большое влияние на экономику процесса (например, выход фракций при перегонке), то последствия неточного расчета могут быть очень значительны.

На первом этапе переработки нефтяного сырья смешение претерпевает исходное нефтяное сырье. Как правило, на НПЗ поступает не одна нефть, а несколько сортов, которые уже подвергались неоднократному неконтролируемому смешению. В условиях РФ важную роль играет правильность смешения нефти при перекачке в системе трубопроводного транспорта. Для стабилизации и улучшения их качества используется принцип “формирования потоков”, который заключается в дифференциации потоков нефти [89–92]. Например, рассматривается проект по выделению отдельного экспортного потока высокосернистой нефти [94]. Путем оптимального смешения нефтей можно улучшить их реологические свойства – снизить вязкость и гидравлическое сопротивление потоков при перекачке [93], получить смесь устойчивую к расслоению [22–24, 78],

подготовить сырье к переработке на НПЗ и повысить эффективность его перегонки за счет увеличения выхода дистиллятов по сравнению с расчетным [4, 5, 95–99].

Свойства нефтяных компаундов и их отклонение от расчетных значений зависят от множества факторов, прежде всего от химического и группового состава компонентов. На рис. 6 показан пример изменения выхода фракций при перегонке, числа парамагнитных центров и температуры застывания для разных составов смесей. Композиция № 1 получена при смешении двух нефтей с близкими свойствами, № 2 – нефти среднего состава с ароматической нефтью, № 3 – с парафинистой нефтью [5]. Характер зависимостей существенно различается.

Важную роль на НПЗ играет смешение промежуточных сырьевых компонентов и полуфабрикатов. Это могут быть как близкие по свойствам фракции, так и компоненты различной химической природы и фракционного состава – например, вакуумный газойль – сырье каталитического крекинга [100–108], гудрон с добавками – сырье висбрекинга [2, 109–112], крекинг-остатки [113]. Нелинейность изменения свойств компаундов сказывается на режиме и материальных балансах установок и на эффективности взаимодействия с катализатором. Дисперсность и концентрация фазовых частиц в сырье влияет на число задействованных активных центров катализатора и определяет его выбор [114].

С точки зрения оптимизации одним из наиболее востребованных направлений является компаундирование товарных нефтепродуктов. Для них диапазон отклонения физико-химических свойств от расчетных изменяется в широком интервале: от уровня погрешности (для маловяз-

ких систем, близких по свойствам), до существенных изменений (на 20–30%).

Для бензинов наиболее чувствительным показателем является октановое число [115–117]. Отклонение детонационной стойкости от аддитивности обусловлено изменением межмолекулярных сил в системе, интенсивность которых зависит от полярности соединений. При смешении компонентов дизельного топлива и присадок проявления неаддитивности в большей степени характерны для низкотемпературных свойств [87, 118–127]. Приемистость присадок зависит от химического состава базового топлива, при этом для каждой присадки существует своя оптимальная дозировка. При использовании нескольких присадок важно контролировать эффекты синергии, например, по изменению диэлектрических свойств [113].

В полной мере неаддитивный характер изменения свойств проявляется при производстве мазута [69, 80–83, 129–138] и битума [139–151]. Однако в связи с большой сложностью наблюдаемых явлений полученные закономерности обычно применимы лишь для использовавшихся компонентов и образцов смесей.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИНЦИПОВ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ МЕХАНИКИ НА НПЗ

Возможность оптимизации технологических процессов обусловлена тем, что многие из них основаны на проведении фазовых переходов, проходящих через стадии зарождения и развития дисперсных частиц новой фазы (газового пузырька при кипении, капли при конденсации и т.д.). Применение научного подхода – принципов регулируемых фазовых переходов и физико-химической технологии, разработанных З.И. Сюняевым, к управлению стадиями позволяет интенсифицировать целевые и предотвратить побочные процессы [2].

Направленное внешнее воздействие позволяет перевести нефтяную систему в “активированное” состояние, характеризующееся оптимальной структурой, т.е. экстремальными размерами частиц дисперсной фазы (r_{\min}/h_{\max} или r_{\max}/h_{\min}). Применительно к нефтяным системам активация подразумевается, как их перевод при помощи определенного воздействия в экстремальное (“деятельное”) состояние, которое позволяет улучшить количественные и качественные показатели процессов переработки по сравнению с исходным состоянием [4]. Регулируя различными воздействиями интенсивность межмолекулярных взаимодействий, можно интенсифицировать технологические процессы, тем самым повысить их эффективность, сократить затраты и улучшить качество получаемых продуктов. Для НПЗ одними

из наиболее актуальных вопросов являются повышение глубины переработки и выхода светлых нефтепродуктов.

Величина положительного эффекта зависит от того, насколько исходного условия процесса далеки от оптимальности. Например, при перегонке мазута до 10–12% масляных фракций может уноситься в гудрон [4] в результате перераспределения компонентов между фазами. Использование упрощенного подхода в расчетах и технологических операциях, при котором нефть рассматривается как молекулярный раствор, не позволяет учитывать подобного рода явления и требует избыточного воздействия (перегрева, переохлаждения, высокого давления или вакуума) для предотвращения побочных процессов [2].

Алгоритм оптимизации процессов на основе принципов физико-химической технологии заключаются в следующем:

1. устанавливается зависимость свойств НДС от изменения внешнего воздействия (содержания компонентов, температуры и т.д.);

2. определяются точки с экстремальными значениями свойств и размера частиц (r_{\min}/h_{\max} , r_{\max}/h_{\min}) – благоприятными для процесса;

3. проводятся лабораторные и промышленные испытания для подтверждения положительного эффекта, например, увеличения выхода продуктов по сравнению с расчетным;

4. даются рекомендации по способу приведения системы в активное состояние (оптимальное содержание компонентов, интенсивность физического воздействия) и методам его идентификации.

Одним из самых эффективных и малозатратных способов воздействия является смешение компонентов. При оптимальном смешении сырья можно оптимизировать содержание и структуру фазообразующих веществ в системе, тем самым подготовить его к прохождению фазовых переходов – изменить условия зарождения пузырьков газовой и твердой фаз и расслоения на макрофазы. Это касается нефтей, газоконденсатов и других видов сырья. Введение специальных добавок может усилить этот процесс [3, 4, 36, 152–157].

Другим способом повышения эффективности технологических процессов является применение нетрадиционных методов обработки сырья: высокоэнергетических – ультразвуковая [32, 159–164], электромагнитная [39, 98, 164–174], кавитационная [175–178], плазменная, УФ [179] или низкоэнергетических – обработка слабыми электромагнитными полями, основанная на принципе резонанса (ОРВ) [180], озоном [181–183] и др.

СОВМЕСТНАЯ ПЕРЕГОНКА НЕФТИ С ГАЗОКОНДЕНСАТОМ

Газоконденсат является крупнотоннажным продуктом. Объем его добычи в РФ достигает 33 млн тонн в год [184] или около 6% от добычи всего нефтяного сырья. Среди способов его переработки одним из самых распространенных и эффективных стала переработка в смеси с нефтью. Оптимизация их смешения является ярким примером реализации принципов физико-химической механики на НПЗ. Особую актуальность при этом имеют вопросы стабильности получаемых компаундов и прогноза выхода фракций при их перегонке [44].

При переработке компаундированного сырья необходимо определить критерии рационального смешения его компонентов. В связи со сложностью нахождения оптимальной дозировки смешения их, как правило, проводится произвольно, с учетом экономической эффективности, посчитанной по линейным законам, ограничений ректификационных колонн и требований по качеству товарных продуктов [25].

В реальности же любое внешнее воздействие, например, смешение, меняет внутреннее состояние системы – не только химический состав, но и ее дисперсное строение. Многокомпонентность состава нефтей и газоконденсатов обуславливает широкий спектр возможных ассоциативных комбинаций. При смешении нефти с газоконденсатом, углеводородный состав которых существенно различается, происходит перераспределение соединений между фазами и перестройка дисперсной структуры, при этом образуются структурные единицы нового состава и размеров. Основным фактором, определяющим состав, размеры, количество и прочность этих ассоциатов является соотношение энергий межмолекулярного взаимодействия и теплового движения [5].

В книге Б.П. Туманяна [44] представлены результаты множества научных работ по исследованию смешения различных сортов газоконденсата с нефтью и их совместной перегонки, а также глубокий анализ происходящих при этом нелинейных зависимостей изменения свойств и выхода дистиллятов. Например, при перегонке газового конденсата Карачаганакского месторождения в смеси с ассельской нефтью установлено, что оптимальной рецептурой смешения является 90 : 10, при этом получено увеличение выхода светлых дистиллятов Н.К.–350°С на 3.9% выше расчетного. При большем содержании нефти в смеси прирост выхода светлых при перегонке снижается. Для филлиповской нефти оптимальное содержание в смеси 20%. Различие в воздействии этих нефтей прежде всего обусловлено более высоким содержанием САВ в ассельской нефти. При смешении с этой нефтью падение выхода фракций

происходит при достижении концентраций САВ, соответствующим точкам образования агрегативных комбинаций и коагуляционных каркасов [44].

В работе [4] исследована совместная перегонка западносибирской нефти с газоконденсатом Газ-Ачаг. При оптимальном содержании газоконденсата 10% наблюдался максимальный прирост +2.4% отбора фракций Н.К.–360°С по сравнению с расчетным. В этой точке также было зафиксировано максимальное снижение кинематической вязкости по сравнению с аддитивным значением, что свидетельствует о снижении структурированности системы, т.е. достижении активированного состояния с более высокой дисперсностью НДС.

В работе [185] показан способ оптимизации перегонки нефтегазоконденсатных смесей путем подачи дополнительного объема ГК в отгонную часть атмосферной колонны. В этом случае он играет роль интенсификатора кипения или испаряющего агента, повышающего отбор дистиллятов из остатка за счет снижения парциального давления компонентов нефти, сам участвуя в ректификации. Необходимый объем ГК определяется по формуле:

$$G_K = G_{\text{см}} \left(\frac{\rho_{4\text{см}}^{20}}{\rho_{4\text{см}}^{t20}} - 1 \right) / \left(1 - \frac{\rho_4^{20}}{\rho_4} \right),$$

где G_K – количество газоконденсата, $G_{\text{см}}$ – количество смесевоего сырья, $\rho_{4\text{см}}^{20}$, $\rho_{4\text{см}}^{t20}$ – плотность нефтегазоконденсатной смеси (расчетная и фактическая) [28].

В патенте [229] для расчета оптимального количества дополнительного объема газоконденсата для добавления предлагается использовать формулу:

$$G_K = G_{\text{см}} \left(1 - \frac{\rho_H v_H T_{3H}}{\rho_0 v_0 T_{30}} \right) / \left(\frac{\rho_0 v_0 T_{30}}{\rho_D v_D T_D} - 1 \right).$$

Подача газоконденсата Уренгойского ГКМ в отгонную секцию атмосферной колонны количестве 10–22%, посчитанном в соответствии с этой формулой, позволила повысить глубину отбора ректификата и снизить остаточное содержание дизельных фракций (с К.К. < 360°С) в мазуте с 8–10% до 5–6% [186].

Использование углеводородных паров в качестве интенсификатора кипения и отказ от использования водяного пара способствовало оптимизации процесса перегонки нефтегазоконденсатного сырья за счет уменьшения толщины межфазной пленки (в 8.9 раз), ускорения массоотдачи в паровой фазе (в 3.1 раза) и межфазной массопередачи (в 1.9 раз) [187].

В работе [36] показан пример совместной перегонки кадарьинской нефти с бухарским газо-

Таблица 2. Отклонение выхода дистиллятов от расчетного при перегонке различных смесей нефти с газовым конденсатом [4, 36, 44, 96, 97, 185–189]

Нефть	Газоконденсат		Отклонение выхода фракций при перегонке от расчетного, %	
	сорт	содержание, %	фр. до 330–360°C	фр. до 500°C
Западносибирская	Газ-Ачаг	10	+2.4	—
Кадарьинская	Бухарский	30	–6.7	–4.5
		90	–2.4	–2.4
Оренбургская Bonny light	Уренгойский	15	+1.1	–1.0
		20	+0.2	–0.5
		30	–4.8	–0.1
Сырье МНПЗ		30	+1.8	–3.9
		15.6	+1.7	+1.6
Западносибирская		10–22	+3–4	—
Джаркурганская	Шуртанский	<20	–1–2	—
		30	+1.1	—
		50	+4.0	—
Ассельская	Карачаганакский	90	+3.9	—
Филипповская		80	–2.2	—
Мазут	Н.д.	50	+4.8	—
		30	+5.3	—
Сырье ОНПЗ	Вуктыльский	3–5	Улучшение показателей	

конденсатом в соотношения 10 : 90 и 70 : 30. Установлено, что в обоих случаях отбор дистиллятов (Н.К.–360°C и Н.К.–500°C) при перегонке получается ниже расчетного (соответственно –2.4 и –2.4% для 1-го образца, и –6.7 и –4.5% для 2-го), главным образом за счет бензиновых фракций.

При перегонке нефти с добавлением 3–5% газоконденсата Вуктыльского месторождения на установках АВТ-6 и ЭЛОУ АТ-6 Омского НПЗ улучшены показатели и термодинамика ректификации, а также качество продуктов [188, 189].

При добавлении уренгойского ГК к различным сортам нефти получены разные результаты [188]:

– в смеси с нефтью Bonnylight в оптимальном соотношении 80 : 20 об. % наблюдается снижение выхода фракций Н.К.–500°C на 0.5% ниже расчетного.

– в смеси с оренбургской нефтью в соотношении 85 : 15% зафиксирован прирост отбора фракций Н.К.–350°C выше аддитивного на 1.1%.

– для нефтесмеси Московского НПЗ при оптимальном содержании ГК 15.6%, получен прирост выхода фр. Н.К.–350 на 1.7% выше расчетного.

Сводный анализ этих и других примеров представлен в табл. 2.

Можно отметить, что добавка газоконденсата в целом позволяет повысить эффективность НПЗ за счет увеличения выхода светлых фракций.

Проведено большое количество работ с разными образцами, однако, как и в других примерах, результаты имеют разрозненный характер – в ряде случаев добавление газоконденсата приводит к повышению выхода дистиллятов выше расчетного по аддитивности, в других – к снижению. Поэтому задача оперативного контроля процесса смешения имеет большое практическое значение.

В масштабах промышленности, для которой характерно постоянное колебание качества сырья и наличие множества возмущающих факторов, т.е. в динамических условиях, требуется внедрение экспресс-методов анализа, позволяющих контролировать качество потоков в режиме реального времени, то есть on-line, а также компьютерных систем для автоматической обработки этих результатов и регулирования процессов (например, APC) [88, 190–196].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Обзор литературных источников показал, что процессы смешения компонентов сырья и продуктов на НПЗ играют важную роль. Путем их оптимизации можно повысить эффективность завода за счет более полного использования возможностей рынка и технологического оборудования. Применение же упрощенного линейного подхода для расчета свойств компаундов зача-

стую дает искаженные результаты, а в ряде случаев приводит к проблемам несовместимости. Используя принципы физико-химической механики, основанные на регулировании фазовых переходов в нефтяных системах, можно решить эти проблемы, повысить выход и качество целевых продуктов.

Однако несмотря на то, что имеется большой объем экспериментальных данных и получены зависимости изменения свойств для смесей разных типов, результаты, как правило, имеют разрозненный характер. Отсутствует единая универсальная модель прогнозирования всех свойств и определения оптимальных рецептур смешения. Кроме того, из-за большой длительности многих методов анализа возможность применения на НПЗ принципов оптимизации ограничена.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Чернышева Елена Александровна, к.х.н., профессор, ORCID – <https://orcid.org/0000-0002-3212-3748>

Пискунов Иван Васильевич, к.т.н., ORCID – <https://orcid.org/0000-0001-6063-7888>

Капустин Владимир Михайлович, д.т.н., профессор, ORCID – <https://orcid.org/0000-0003-1814-5171>.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Глаголева О.Ф., Однолько И.С., Пискунов И.В.* // Мир нефтепродуктов. 2016. № 8. С. 21 (World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin 2016. № 8. P. 21).
2. *Сюняев З.И., Сафиева Р.З., Сюняев Р.З.* Нефтяные дисперсные системы. М.: Химия, 1990. 226 с.
3. *Сафиева Р.З.* Физикохимия нефти. Физико-химические основы технологии переработки нефти. М.: Химия, 1998. 448 с.
4. *Глаголева О.Ф.* Дис. уч. степени д-ра. техн. наук: 05.17.07. М.: МИНХ и ГП имени И.М. Губкина, 1992. 327 с.
5. *Чернышева Е.А.* Дис. ... канд. хим. наук. 05.17.07. М., МИНГ имени И.М. Губкина, 1989. 226 с.
6. *Зайцева О.В., Магомадов Э.Э., Кадиев Х.М., Чернышева Е.А., Капустин В.М., Хаджиев С.Н.* // Нефтехимия. 2013. Т. 53. № 5. С. 349 [Petrol. Chemistry. 2013. V. T. 53. № 5. P. 309].
7. *Кадиев Х.М., Зайцева О.В., Магомадов Э.Э., Чернышева Е.А., Окнина Н.В., Батов Е.А., Кадиева М.Х., Капустин В.М., Хаджиев С.Н.* // Нефтехимия. 2015. Т. 55. № 4. С. 337 [Petrol. Chemistry. 2015. V. 55. № 4. P. 337].
8. *Капустин В.М.* Технология переработки нефти: В 4-х частях. Часть первая. Первичная переработка нефти / Под ред. Глаголевой О.Ф. М.: КолосС, 2012. 456 с.
9. *Петрухина Н.Н.* Дис. ... канд. техн. наук. М., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 2014. 205 с.
10. *Стратиев Д., Шишкова И., Динков Р., Неделчев А., Маринов И., Бончев И., Обрывалина А., Теляшев Р., Николова Р., Миткова М.* // Нефтегазохимия. 2014. № 1. С. 3.
11. *Dion M.* Challenges and Solutions for Processing Opportunity Crudes / M. Dion. Orlando, FL: GE Water & Process, 23-25.03.2014. 11 p. https://www.gewater.com/kcpguest/documents/Technical%20Papers_Cust/Americas/English/AFPM_2014_Processing_Opportunity_Crudes.pdf.
12. *Stratiev D., Shishkova I., Nedelchev A., Kirillov K.* // Energy & Fuels. 2015. V. 2. № 12 November. 20 p. www.researchgate.net/publication/284217806
13. *Cross P., Desrochers P., Shimizu H.* // Canadian Fuels Association. 2013. 16 p. <http://www.canadian-fuels.ca/website/media/PDF/Publications/Economics-fundamentals-of-Refining-December-2013-Final-English.pdf>
14. *Mason T.G., Lin M. Y.* // Physical Review E. 2003. № 67. P. 1. <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/12786121>
15. *Глаголева О.Ф., Чернышева Е.А., Однолько И.С., Пискунов И.В., Вирзи М.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 2016. № 11. С. 8.
16. *Гуляева Л.А., Виноградова Н.Я., Хавкин В.А., Битиев Г.В.* // Химия и технология топлив и масел. 2016. № 6. С. 52 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2016. V. 51. № 6. P. 644].
17. *Кондрашева Н.К., Васильев В.В., Бойцова А.А.* // ХТТМ. 2016. № 6. С. 25 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2016. № 6. P. 25].
18. *Глаголева О.Ф.* // Мир нефтепродуктов. 2009. № 2. С. 29 [The Oil Companies' Bulletin. 2009. № 2. P. 29].
19. *Stratiev D., Dinkov R., Nikolaev N., Stanulov K.* // Erdol Erdgas Kohle. 2010. № 126. P. 1. <https://www.researchgate.net/publication/290326831>
20. *Shahnovsky G., Cohen T., McMurray R.* // Digital refining. 2014. PTQ Q2. www.digitalrefining.com/article/10009668
21. *Baker Petrolite.* Planning Ahead for Effective Canadian Crude Processing. Sugar land, USA. 2010. <https://www.bakerhughes.com/news-and-media/resources/white-papers/effective-canadian-crude-processing>
22. *Garret T., Christensen P., Vukovich W., Yeung T.* // Digital Refining. 2016. PTQ Q2. P. 1. www.digitalrefining.com/article/1001276
23. *Rathore V., Brahma R., Sthorat T.* // Digital Refining. 2011. PTQ Q4. P. 1. URL: www.digitalrefining.com/article/1000381
24. *Sayles S., Routt D.* // Digital Refining. 2011. № 3. P. 1. www.digitalrefining.com/article/1000067
25. *Пикалов И.С.* Дис. ... канд. техн. наук. Ставрополь, Северо-Кавказский государственный технический университет, 2010. 150 с.

26. *Гайле А.А., Залищевский Г.Д., Сомов В.Е.* // Химия и технология топлив и масел. 2007. № 3. С. 12 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2007. V. 43. № 3. P. 186].
27. *Кувыкин В.И.* // Автоматизация в промышленности. 2015. № 8. С. 13.
28. *Хохлов А.С., Коннов А.И., Шайдуллин Р.А.* // Автоматизация в промышленности. 2015. № 4. С. 35.
29. *Петухов М.Ю.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 2015. № 4. С. 3.
30. *Черкасский Д.О.* // Химия и технология топлив и масел. 2006. № 4. С. 6 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2006. № 4. P. 6].
31. *Антошкин А.С.* Дис. ... канд. техн. наук. М., МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1984. 153 с.
32. *Володин Ю.А.* Дис. ... канд. техн. наук. М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999. 148 с.
33. *Ганеева Ю.М.* Дис. ... д-ра хим. наук. Казань., Казанский федеральный университет, 2013. 335 с.
34. *Евдокимов И.Н.* Нанотехнологии управления свойствами природных нефтегазовых флюидов. М.: МАКС Пресс, 2010. 364 с.
35. *Зайдуллин И.М.* Дис. ... канд. хим. наук. Казань., Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2013. 122 с.
36. *Кожевникова Ю.В.* Дис. ... канд. техн. наук. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. 133 с.
37. *Козырев О.Н.* Дис. ... канд. техн. наук. М., Астраханский государственный технический университет и Астраханский научно-исследовательский и проектный институт газа, 2003. 167 с.
38. *Лихацкий В.В.* Дис. ... канд. техн. наук. М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. 108 с.
39. *Пивоварова Н.А.* Дис. ... д-ра техн. наук. М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. 363 с.
40. *Сафиева Д.О.* Дис. ... канд. хим. наук. М., РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2011. 137 с.
41. *Степанова Т.В.* Дис. ... канд. техн. наук. М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. 169 с.
42. *Сулимова Т.Ф.* Дис. ... канд. техн. наук. М., Государственная академия нефти и газа им. И.М. Губкина 1998. 141 с.
43. *Унгер Ф.Г.* Наносистемы, дисперсные системы, квантовая механика, спиновая химия. Томск: ТМЛ-Пресс, 2010. 264 с.
44. *Туманян Б.П.* Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. М.: ООО "ТУМА ГРУПП" Техника, 2000. 336 с.
45. *Петров А.М., Дезорцев С.В.* // Химическая технология. 2016. № 5. С. 216.
46. *Gawrys K.L., Kolpatrick P.K., Aske N., Kallevik H., Johnsen E.E., Sjoblom J.* // Energy Fuels. 2002. V. 16. № 5. P. 1287.
47. *Wiehe I.A., Yarrantone H.W., Akbarzadeh K., Rahimi P., Teclamarlam A.* USA: Soluble Solutions. Fuel Chem. 2004. https://web.anl.gov/PCS/acsfuel/preprint%20archive/Files/49_2_Philadelphia_10-04_1046.pdf
48. *Evdokimov I.N.* // Fuel. 2005. V. 84. № 1. P. 13. <https://www.researchgate.net/publication/223693649>
49. Состав асфальтена пришлось установить наощупь // N + 1 — 12.08.2015. <https://nplus1.ru/news/2015/08/12/Asphaltene>
50. *Hadlington S.* AFM takes first step to unravel asphaltene make-up // Chemistry World <http://www.rsc.org/chemistryworld/2015/08/afm-takes-first-step-unravel-asphaltene-make>
51. *Schuler B., Meyer G., Pena D., Mullins O., Gross L.* // J. of American Chem. Soc. 2015. V. 137. № 31. P. 9870. <http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/jacs.5b04056>
52. *Ганеева Ю.М., Юсупова Т.Н., Романов Г.В.* // Успехи химии. 2011. Т. 80. № 10. С. 1034.
53. *Хилько С.Л., Титов Е.В.* // Химия и технология топлив и масел. 2007. № 3. С. 52 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2007. V. 43. № 3. P. 254].
54. *Agrawala M., Yarranton H.W.* // Ind. Eng. Chem. Res. 2001. № 40. P. 64.
55. *Евдокимов И.Н.* Проблемы несовместимости нефтей при их смешении. М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. 93 с.
56. *Евдокимов И.Н., Лосев А.П.* Природные нанобъекты в нефтегазовых средах. М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. 108 с.
57. *Анчита Х., Снейт Дж.* Переработка тяжелых нефтей и нефтяных остатков. Гидрогенизационные процессы. Пер. с англ. под ред. Глаголевой О.Ф. СПб.: ЦОП "Профессия", 2012. 384 с.
58. *Можайская М.В., Певнева Г.С., Головкин А.К.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 2016. № 5. С. 21.
59. *Фролов Ю.Г.* Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. М.: Химия, 1982. 400 с.
60. *Лихтерова Н.М.* // Мир нефтепродуктов. 2012. № 7. С. 11 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2012. № 7. P. 11].
61. *Бескова А.В., Котов С.В., Тыщенко В.А.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 2017. № 3. С. 40.
62. *Коваленко К.В., Кривохижа С.В., Ракаева Г.В.* // Химия и технология топлив и масел. 2007. Т. 43. № 1. С. 46 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2007. № 1. V. 43. P. 64].
63. *Липкин Г.И.* // Мир нефтепродуктов. 2008. № 7. С. 38.
64. *Хилько С.Л., Титов Е.В.* // Химия и технология топлив и масел. 2007. № 1. С. 52 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2007. V. 43. № 1. P. 75].
65. *Хуторянский Ф.М.* // Мир нефтепродуктов. 2010. № 8. С. 31.
66. *Евдокимов И.Н., Новиков М.А.* // Химия и технология топлив и масел. 2007. № 1. С. 36 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2007. V. 43. № 1. P. 46].
67. *Ань Н.Х.* Дис. ... канд. техн. наук. М., РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. 2010. 127 с.
68. *Чернышева Е.А.* // Бурение и нефть. 2011. № 5. С. 8.
69. *Глаголева О.Ф.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. № 6. С. 16.

70. Петрова Л.М., Аббакумова Н.А., Борисов Д.Н., Якубов М.Р., Зайдуллин И.М., Романов Г.Р. // Химия и технология топлив и масел. 2013. № 1. С. 18 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2013. V. 49. № 1. P. 25].
71. Городецкий Е.Е., Дешабо В.А., Косов В.И., Курьяков В.А., Юдин Д.И. // Вести газовой науки., Сб. научн. статей ВНИИГАЗ, 2010. Вып. 4. № 1. С. 240.
72. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. // Химия и технология топлив и масел. 2005. № 2. С. 45 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2005. V. 41. № 3. P. 230].
73. Сюняев Р.З., Сафиева Р.З. // Георесурсы. 2012. Т. 45. № 3. С. 39.
74. Глаголева О.Ф., Рогачев С.Г. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2013. № 4. С. 10.
75. API MPMS 12.3. Manual of petroleum measurement standards. Chapter 12. Calculation of petroleum quantities. Section 3. Volumetric shrinkage resulting from blending light hydrocarbons with crude oil. 1996.
76. Капустин В.М., Чернышева Е.А., Глаголева О.Ф., Пискунов И.В., Садыров А.Ю., Кувыкин В.И., Гайнетдинова А.Н. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2017. № 4. С. 3.
77. Hemmati-Sarapardeh A., Aminshahidy B., Rajouhandeh A., Seyed Hamidreza Yousefi S.H., Hosseini-Kaldozakh S.A. // J. of the Taiwan Institute of Chemical Engineers. 2015. № 7. P. 10. <https://www.researchgate.net/publication/279979742>
78. Охотникова Е.С., Барская Е.Е., Ганеева Ю.М., Юсупова Т.Н., Федонина Л.В., Романов Г.В. // Химия и технология топлив и масел. 2015. № 1. С. 17 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2015. V. 51. № 1. P. 26].
79. Евдокимов И.Н., Лосев А.П., Фесан А.А. // Бурение и нефть. 2012. № 1. С. 27.
80. Кокина А.А., Будник В.А., Морозов А.Н., Ситдикова А.В., Золникова В.В., Запорин В.В. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2010. № 5. С. 21.
81. Салимов З.С., Исмаилов О.Ю. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2014. № 1. С. 18.
82. Волкова Г.И., Шелест Н.Н., Прозорова И.В., Юдина Н.В. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2011. № 1. С. 17.
83. Окунев А.Г., Пархомчук Е.В., Лысиков А.И., Деревщиков В.С. // International Scientific J. for Alternative Energy and Ecology. 2012. Т. 9. № 113. P. 178.
84. Аббакумова Н.А., Петрова Л.М., Фосс Т.Р., Романов Г.В., Еллидинский А.А. // Технологии нефти и газа. 2011. № 1. С. 3.
85. Chong Wang, Yu Xiong, J. Jiang, H. Deng // Energy & Fuels. 2016. № 30. P. 2805. <http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.energyfuels.6b00066>
86. Wen Yu, Marales A. // IFAC. 2005. <http://www.nt.ntnu.no/users/skoge/prost/proceedings/ifac2005/Fullpapers/04755.pdf>
87. Маринович С., Баланча Т., Юкич С., Рукавина В. // Химия и технология топлив и масел. 2012. № 1. С. 47 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2012. № 1. P. 47].
88. Писаревский Д.В., Будник В.А., Куцурев К.А., Жирнов Б.С. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2011. № 8. С. 16.
89. Евлахов С.К. Дис. ... канд. техн. наук. Тюмень, Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2003. 165 с.
90. Евлахов С.К., Козобкова Н.А. // Трубопроводный транспорт нефти. 2002. № 2. С. 26.
91. Евлахов С.К., Козобкова Н.А. // Трубопроводный транспорт. 2001. № 1. С. 17.
92. Евлахов С.К. // Трубопроводный транспорт нефти. 2003. № 6. С. 32.
93. Фьонг Л.Х., Чернышева Е.А., Кожевникова Ю.В., Шишкин Ю.Л. // Технология нефти и газа. 2012. № 4. С. 17.
94. Перспективы и риски сбыта нефти с повышенным содержанием серы на европейском рынке // RusEnergy. 2015, №5. 57 с. http://rusenergy.com/ru/download/sour%20oil_110515_F_3.pdf
95. Карабаев Ж.А., Капустин В.М., Танашев С.Т., Сакибаева С.А., Искендиоров Б.Ж., Бимбетова Г.Ж. // Химия и технология топлив и масел. 2013. № 3. С. 33 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2013. V. 49. № 3. P. 239].
96. Леонтьева С.А., Алаторцев Е.И., Шуляцкий Ю.Б. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2014. № 8. С. 35.
97. Алаторцев Е.И., Леонтьева С.А., Тимофеева А.Н. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2015. № 9. С. 19.
98. Кондрашева Н.К., Бойцова А.А. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2016. № 8. С. 14.
99. Степанова Т.В., Чернышева Е.А., Кожевникова Ю.В. // Физико-химические свойства нефтяных дисперсных систем и нефтегазовые технологии. Институт компьютерных исследований, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2007. С. 516.
100. Зайдель П., Колесников И.М., Садыков А.Н. // Химия и технология топлив и масел. 1997. № 33. С. 38 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 1997. № 33. P. 38].
101. Стратиев Д.С., Шишкова И.К. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2010. № 1. С. 9.
102. Халафова И.А., Гусейнова А.Д., Аджамов К.Ю., Полладов Ф.М. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2016. № 6. С. 20.
103. Капустин В.М., Танашев С.Т., Досмуратов Д.Е. // Мир нефтепродуктов. 2015. № 1. С. 24 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2015. № 1. P. 24].
104. Капустин В.М. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. № 9. С. 48.
105. Колесников И.М., Фролов В.И., Борзаев Х.Х., Гловтов А.П., Кардашев С.В. // Химия и технология топлив и масел. 2015. № 6. С. 16 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2015. № 6. P. 16].
106. Соляр Б.З., Глазов Л.Ш., Климцева Е.А., Либержон И.М., Мнев М.В., Годжаев Н.Г. // Химия и технология топлив и масел. 2010. № 3. С. 25 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2010. V. 46. № 2. P. 99].
107. Shishkova I., Chavdarov I., Stratiev D., Ivanov A., Toteva V., Petkov P., Palichev T. // Oil Gas European

- magazine. 2014. № 9. P. 154. <http://jglobal.jst.go.jp/en/public/20090422/201402214803335623>
108. *Camas E., Avery C., Mesu G., Villiers D.* // Digital refinery. 2014. PTQ Q2. P. 1. www.digitalrefining.com/article/1000959
109. *Stratiev D., Nedelchev A., Shishkova I., Ivanov A., Sharafutdinov I.* // Fuel Processing Technology. 2015. № 138. P. 595. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378382015300746>
110. *Nedelchev A., Stratiev D., Stoilov G., Dinkov R., Lepidis K., Sharpe R., Russel C.A., Petkova N., Petkov P.* // Oil Gas European Magazine. 2013. V. 39. № 3. P. 147. <https://www.researchgate.net/publication/279572631>
111. *Князьков А.Л., Никитин А.А., Лагутенко Н.М., Карасев Е.Н., Бубнов М.А., Фролов А.И., Борисанов Д.В.* // Патент РФ № 2407775 С2. 2009.
112. *Заманов В.В., Кричко А.А., Озеренко А.А., Фроцин С.Б.* // Химия и технология топлив и масел. 2006. № 4. С. 22 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2006. V. 42. № 4. P. 255].
113. *Куприн В.А.* // Химия и технология топлив и масел. 2006. № 4. С. 42 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2006. V. 42. № 4. P. 287].
114. *Капустин В.М., Сюняев З.И.* Дисперсные состояния в каталитических системах нефтепереработки. М.: Химия, 1992. 160 с.
115. *Николайчук Е., Стратиев Д., Шишкова И., Миткова М., Нелюбин А., Парамонов П., Обрывалина А.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 2017. № 1. С. 3.
116. *Рассадин В.Г., Шлыгин О.Ю., Лихтерова Н.М., Славин В.Н., Жаров А.В.* // Химия и технология топлив и масел. 2006. № 4. С. 8.
117. *Загидуллин Р.Н., Идрисова В.А., Дмитриева Т.Г., Гульмутдинов А.Т.* // Химия и технология топлив и масел. 2011. № 3. С. 15 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2011. V. 47. № 3. P. 183].
118. *Мухторов Н.Ш., Карпов С.А., Капустин В.М.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. № 10. С. 46.
119. *Кондрашева Н.К.* // Химия и технология топлив и масел. 2012. № 6. С. 39 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2012. № 6. P. 183].
120. *Кондрашева Н.К.* // Химия и технология топлив и масел. 2013. № 1. С. 27 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2013. T. 49. № 1. P. 41].
121. *Занд Х., Башкатова С.Т., Винокуров В.А.* // Технология нефти и газа. 2012. № 2. С. 25.
122. *Пепеляев С.Н., Тархов Л.Г., Пепеляев А.С., Рябов В.Г.* // Химия и технология топлив и масел. 2011. № 5. С. 54.
123. *Зинина Н.Д., Шеянова А.В., Фаерман В.И., Гришин Д.Ф.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 2015. № 10. С. 14.
124. *Зинина Н.Д., Симанская К.Ю., Гришин И.Д., Гришин Д.Ф.* // Технология нефти и газа. 2015. № 6. С. 16.
125. *Иовлева Е.Л.* // Химическая технология. 2016. № 6. С. 251.
126. *Хань Ш., Зен К., Шень Ш., Тань Ф.* // Химия и технология топлив и масел. 2010. № 6. С. 11 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2010. № 6. P. 11].
127. *Пепеляев С.Н., Тархов Л.Г., Рябов В.Г.* // Химия и технология топлив и масел. 2011. № 5. С. 54 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2011. V. 47. N 5. P. 411].
128. *Гришина И.Н., Башкатова С.Т., Эррера Л., Колесников И.М.* // Химия и технология топлив и масел. 2007. № 3. С. 25 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2007. V. 43. N 3. P. 206].
129. *Можайская М.В., Певнева Г.С., Сурков В.Г., Головкин А.К.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. № 6. С. 25.
130. *Федянин Н.П., Симанова Т.А.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 2016. № 3. С. 29.
131. *Shah R., Новиков Е.А.* // Мир нефтепродуктов. 2012. № 5. С. 28 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2012. N 5. P. 28].
132. *Stratiev D., Shishkova I., Nedelchev A., Nikolaychuk E., Sharafutdinov I., Nikolova R., Mitkova M., Yordanov D., Belchev Z.; Rudnev N.* // Fuel Processing Technology. Elsevier. 2016. № 143. P. 213. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2015.12.002>
133. *Stratiev D., Russel C., Sharpe R., Shishkova I.* // Fuel processing technology. Elsevier. 2014. № 128. December. P. 509. <https://www.researchgate.net/publication/273624401>
134. *Dinkov R., Stratiev D., Stanulov K., Mitkova M., Georgiev K.* // Erdol erdgas kohle. 2014. V. 130. № 5. P. 195. <https://www.researchgate.net/publication/274954869>
135. *Stratiev D., Shishkova I., Tsaneva T., Mitkova M., Yordanov D.* // Fuel. Elsevier. 2015. V. 170. № 12. P. 115. <https://www.researchgate.net/publication/288686975>
136. *Stratiev D., Nedelchev A., Bachvarov A., Dinkov R.* // Oil Gas European Magazine. 2012. V. 38. № 1. P. 34. <https://www.researchgate.net/publication/281739169>.
137. *Ветрова Т.К., Морозова В.А., Дорогощинская В.А., Сысоева О.В., Тонконогов Б.П.* // Химия и технология топлив и масел. 2011. № 2. С. 51. [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2011. V. 47. № 2. P. 157].
138. *Кувыкин В.И., Брюханов М.В., Кувыкина Е.В., Пискунов И.В., Сычев А.Г.* // Мир нефтепродуктов. 2017. № 9. С. 25 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2017. № 9. P. 25].
139. *Тюкилина П.М., Мельников В.Н., Тыщенко В.А., Ермаков В.В., Пименов А.А.* // Химия и технология топлив и масел. 2015. № 5. С. 13 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2015. V. 51. № 5. P. 444].
140. *Гохман Л.М., Гурарий Е.М., Давыдов А.Р.* // Химия и технология топлив и масел. 2008. № 6. С. 35 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2008. V. 44. № 6. P. 415].
141. *Куангалиев З.А., Теляшев Э.Г., Хайрудинов И.Р., Кутын Ю.А., Ризванов Т.М.* // Мир нефтепродуктов. 2010. № 8. С. 14 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin 2010. № 8. P. 14].
142. *Железко Е.П., Железко Т.В.* // Химия и технология топлив и масел. 2007. № 3. С. 7. [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2007. V. 43. № 3. P. 179].

143. Тюкилина П.М., Андреев А.А., Шейкина Н.А., Тыщенко В.А. // Мир нефтепродуктов. 2017. № 1. С. 39 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2017. № 1. P. 39].
144. Высоцкая М.А., Киндеев О.Н., Обухов А.Г. // Мир нефтепродуктов. 2016. № 12. С. 4 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2016. № 12. P. 4].
145. Лихтерова Н.М., Дуров О.В., Накипова И.Г., Васильев Г.Г., Гаврилов Н.В., Осьюшников А.Н., Лобанкова Е.С., Зинин Д.В. // Химия и технология топлив и масел. 2008. № 3. С. 7 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2008. V. 44. № 3. P. 139].
146. Рябов В.Г., Ширкунов А.С. // Химия и технология топлив и масел. 2011. № 3. С. 11. [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2011. V. 47. № 3. P. 177].
147. Гуреев А.А. // Мир нефтепродуктов. 2016. № 10. С. 10 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2016. № 10. P. 10].
148. Рябов В.Г., Ширкунов А.С., Шуверов В.М. // Мир нефтепродуктов. 2016. № 10. С. 14 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2016. № 10. P. 14].
149. Кузора И.Е., Дубровский Д.А., Черепанов В.Д., Семенов И.А., Артемьева Ж.Н., Зинчук А.П., Семенов К.И. // Мир нефтепродуктов. 2016. № 10. С. 18 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2016. № 10. P. 18].
150. Сомов В.Е., Залищевский Г.Д., Бруснин А.Г., Рябинин И.В., Васильев В.В., Саламатова Е.В., Садчиков И.А., Никитин Е.Е. // Химия и технология топлив и масел. 2016. № 5. С. 40.
151. Ширкунов А.С., Рябов В.Г., Кудинов А.В., Нечаев А.Н., Дегтянников А.С. // Химия и технология топлив и масел. 2011. № 1. С. 36.
152. Сюняев Э.И., Мальцев Н.А., Сисин М.Ф., Хурамшин Т.З., Федоров В.С. // Авторское свидетельство СССР № 791599. Б.И. № 48, 1980.
153. Сидоренко А.П. Дис. ... канд. хим. наук. М., МИНГ им. И.М. Губкина, 1985.
154. Сайдахмедов И.М. Дис. ... канд. техн. наук. М., МИНГ им. И.М. Губкина, 1987. 187 с.
155. Аладышева Э.З. Дис. ... канд. техн. наук. М., МИНГ им. И.М. Губкина, 1988. 181 с.
156. Сайдахмедов И.М., Сюняев З.И., Глаголева О.Ф., Сидоренко А.П., Сайдахмедов Ш.М., Решетникова М.Т., Лер В.П. // А.С. СССР № 1384599, 1982.
157. Сюняев Р.З. Дис. ... канд. хим. наук. М., МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1982. 164 с.
158. Туманян Б.П. // Патент РФ № 2030440. 1997.
159. Волкова Г.И., Прозорова И.В., Ануфриев Р.В., Юдина Н.В., Муллакаев М.С., Абрамов В.О. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. № 2. С. 3.
160. Фьонг Л.Х., Чернышева Е.А., Кожевникова Ю.В. // Технология нефти и газа. 2012. № 5. С. 14.
161. Волкова Г.И., Ануфриев Р.В., Юдина Н.В., Муллакаев М.С. // Neftegaz. R U. 2012. № 3. С. 20.
162. Хамидуллин Р.Ф., Харлампиди Х.Э., Никулин Р.М., Ситало А.В., Шараф Ф.А. // Химия и технология топлив и масел. 2016. № 6. С. 29 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2016. № 6. P. 29].
163. Курьяков В.Н. // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. Электронный научный журнал ИПНГ РАН. 2013. С. 1.
164. Лоскутова Ю., Прозорова И., Волкова Г., Вологжанин В. // Oil and Gas J. Russia. 2014. № 3. P. 28.
165. Бойцова А.А., Кондрашева Н.К. // Химическая технология. 2016. Т. 17. № 1. С. 14.
166. Винокуров В.А., Крестовников М.П., Фролов В.И., Лесин С.В., Назаров А.В. // Химия и технология топлив и масел. 2015. № 4. С. 3 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2015. V. 51. № 4. P. 333].
167. Винокуров В.А., Фролов В.И., Крестовников М.П., Лесин С.В., Шишкин Ю.Л. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. № 8. С. 3.
168. Караханов Э.А., Анисимов А.В., Егзарьянц С.В. // Химическая технология. 2014. Т. 15. № 8. С. 472.
169. Любименко В.А., Фролов В.И., Колесников И.М., Иванов Е.В., Глотов А.П., Вутолкина А.В. // Химическая технология. 2016. Т. 17. № 12. С. 560.
170. Такаева М.А., Мусаева М.А., Ахмадова Х.Х., Пивоварова Н.А. // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 223.
171. Власова Г.В., Пивоварова Н.А., Кириллова Л.Б., Рамазанов С.Р., Пахместеров Л.В. // Химия и технология топлив и масел. 2010. № 5. С. 37 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2010. V. 46. № 5. P. 335].
172. Халафова И.А., Исмаилов Э.Г., Мирзоева Л.М., Попадов Ф.М., Мартынова Г.С. // Мир нефтепродуктов. 2012. № 7. С. 24 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2012. № 7. P. 24].
173. Нагель Ю.А. // Мир нефтепродуктов. 2012. № 7. С. 19 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2012. № 7. P. 19–24].
174. Григорьев А.Л., Десятков А.В., Корба О.И., Нагель Ю.А., Скорохов А.С., Уварова И.В. // Мир нефтепродуктов. 2010. № 8. С. 16 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2010. № 8. P. 16].
175. Максименко А.Ф. // Химия и технология топлив и масел. 2007. № 1. С. 34 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2007. V. 43. № 1. P. 43].
176. Нестеренко А.И., Берлизов Ю.С. // Химия и технология топлив и масел. 2012. № 1. С. 35. [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2012. T. 48. № 1. P. 49].
177. Дудкин Д.В., Кульков М.Г., Шестакова Е.Н., Якубенюк А.А., Новиков А.А. // Химия и технология топлив и масел. 2012. № 4. С. 34 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2012. V. 48. № 4. P. 302].
178. Якимечко Я. // Oil and Gas Journal Russia. 2014. № 3. С. 32.
179. Торховский В.Н., Кравченко В.В., Антонюк С.Н., Федорова Г.А., Городский С.Н., Поярков Р.Ю. // Технологии нефти и газа. 2016. № 1. С. 22.
180. Киташов Ю.Н., Назаров А.В., Ильинец А.М. // Oil and Gas J. Russia. 2011. № 3. P. 87.
181. Лихтерова Н.М., Лукин В.В., Торховский В.Н., Фионов А.В., Коллин А. // Химия и технология топлив

- и масел. 2004. № 4. С. 32 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2004. V. 40. № 4. P. 248].
182. *Лихтерова Н.М., Лунин В.В., Торховский В.Н., Французов В.К., Кириллова О.И.* // Нефтехимия. 2005. Т. 45. № 1. С. 3 [Petrol. Chemistry. 2005. V. 45. № 1. P. 3].
183. *Лихтерова Н.М., Лунин В.В., Торховский В.Н., Сазонов Д.С., Васильева Е.С., Кириллова О.И.* // Химия и технология топлив и масел. 2006. № 4. С. 181 [Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2006. V. 42. № 4. P. 250].
184. Пост-релиз конференции “Газовый конденсат 2016”, CREONEnergy, М., № 5. 2016. <http://www.creonenergy.ru/consulting/detail Conf.php?ID=117331>
185. *Пикалов С.Г.* Дис. ... канд. техн. наук. Ставрополь: Северо-Кавказский государственный технический университет, 2006. 150 с.
186. *Овчаров С.Н., Пикалов И.С., Пикалов С.Г., Овчарова А.С., Пикалов Г.П.* // Патент РФ № 2307150. Опубл. 27.09.2007.
187. *Абдурахмонов О.Р., Салимов З.С., Сайдахмедов Ш.М., Кобилев Х.Х.* // Технологии нефти и газа. 2012. № 5. С. 8.
188. *Мохаммед И.А.* Дис. ... канд. техн. наук. М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. 138 с.
189. *Мазура И.* // Газовая промышленность. 1996. Спец. выпуск. С. 66.
190. *Алаторцев Е.И.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 2016. № 8. С. 19.
191. *Логунов П.Л., Шаманин М.В.* // Мир нефтепродуктов. 2013. № 7. С. 28 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2013. № 7. P. 28].
192. *Терентьев В.В., Бубнов В.А., Малышев Н.Е.* // Мир нефтепродуктов. 2013. № 7. С. 40 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2013. № 7. P. 40].
193. *Белова О.А.* // Мир нефтепродуктов. 2013. № 7. С. 26 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2013. № 7. P. 26].
194. *Кувыкин В.И., Мелешкевич М.А.* // Инновации в науке. Сб. ст. по материалам LIII междунар. науч.-практ. конф. № 12. Часть I. Новосибирск: Изд. АНС “СибАК”. 2015. С. 19.
195. *Павлов И.В., Дружинин О.А., Мельчаков Д.А., Моисеева Т.Н., Бурюкин Ф.А., Твердохлебов В.П.* // Мир нефтепродуктов. 2010. № 8. С. 26 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin. 2010. № 8. P. 26].
196. *Глаголева О.Ф., Белова О.А., Спускова Н.В., Пискунов И.В., Чернышева Е.А.* // Мир нефтепродуктов. 2017. № 1. С. 27 [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin 2017. № 1. P. 27].